

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
А.Н. Сокольников

«15» июня 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

«Проект пункта подготовки нефти к транспорту на месторождении»

Руководитель

к.т.н., доцент


13.06.17

О.Н. Петров

Выпускник

 12.06.17

Ю.Н. Винокуров

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме «Проект пункта подготовки нефти к транспорту на месторождении»

Консультанты по разделам:

Экономическая часть

Шадрин - 13.06.17 И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Едимичев Д.А. Едимичев

Нормоконтролер

13.06.17 *Петров* О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект пункта подготовки нефти к транспорту на месторождении» содержит 64 страницы текстового документа, 12 рисунков, 20 таблиц, 20 использованных источников, 6 листов графического материала.

НЕФТЕСБОРНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ТРЕХФАЗНЫЙ СЕПАРАТОР, ЭМУЛЬСИЯ, ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОР.

Цель работы: проектирование нефтесборной сети и установки подготовки нефти.

Задачи работы: составление схемы транспорта эмульсии, гидравлический расчет нефтесборных трубопроводов, подбор оборудования установки подготовки нефти.

Технологическая часть дипломного проекта содержит сведения о районе строительства пункта подготовки, гидравлический расчет трубопроводов, также подбор оборудования УПН.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» приведен анализ вредных и опасных факторов, действующих на рабочих, а также указаны методы по улучшению условий труда.

В экономической части на основе рассчитанных технологических показателей транспорта и подготовки нефти определены объемы капитальных вложений и эксплуатационных затрат, приведены расчеты экономической эффективности инвестиций.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Технико-экономическое обоснование проекта	7
2 Общие сведения о месторождении.....	8
3 Расчёт системы сбора нефти	11
3.1 Гидравлический расчёт простого трубопровода (куст-сборный коллектор).....	12
3.2 Гидравлический расчет системы трубопроводов категории II.....	24
4 Расчёт установки подготовки нефти	30
4.1 Входная ступень сепарации.....	31
4.2 Блок нагрева сырой нефти и вторая ступень сепарации	35
4.3. Ступени электрообезвоживания и концевой сепарации нефти.....	39
5 Экономическая часть	43
5.1 Расчет единовременных капитальных затрат на строительство пункта подготовки нефти	43
5.2 Эксплуатационные расходы на обслуживание пункта подготовки нефти ..	49
5.3 Основные технико-экономические показатели.....	52
6 Безопасность жизнедеятельности.....	54
6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	54
6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	56
6.3 Санитарные требования к помещению операторной и размещению оборудования	57
6.4 Обеспечение пожарной безопасности.....	62
Заключение	64
Список сокращений	65
Список использованных источников	66

ВВЕДЕНИЕ

В связи с ежегодным ростом транспорта в РФ возникает необходимость в увеличении топливных ресурсов. Для этого в стране ежегодно открываются новые нефтяные месторождения, в связи с чем необходимо обеспечить транспорт нефти от скважины до нефтеперерабатывающего завода.

Добываемая на промысле нефть, кроме растворенного в ней газа также содержит некоторое количество примесей и воду. С увеличением продолжительности эксплуатации месторождения увеличивается содержание воды в добываемой нефти. Перед транспортировкой по магистральному нефтепроводу необходимо подготовить нефть до товарной кондиции.

Целью работы является проектирование сети нефтесборных трубопроводов от кустовых площадок до УПН и подбор соответствующего оборудования для подготовки нефти к транспорту по магистральному нефтепроводу.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

- изучить расположение кустовых площадок на месторождении и спроектировать схему нефтесбора;
- произвести гидравлический расчет нефтесборных трубопроводов;
- произвести гидравлический расчет сборного коллектора;
- подобрать состав оборудования установки подготовки нефти.

1 Технико-экономическое обоснование проекта

Данный проект разрабатывается для транспорта газоводонефтяной смеси от кустовых площадок до УПН, где будет осуществлена подготовка нефти до товарной кондиции. После подготовки нефть будет отправлена на Ванкорское месторождение для дальнейшей транспортировки по магистральному нефтепроводу «Ванкор – Пурпе» и сдачи нефти в ПАО «Транснефть». Разрабатываемый пункт подготовки нефти призван увеличить добычу Ванкорского кластера, а также значимость проекта в создании новых рабочих мест и получении прибыли от продажи углеводородов.

2 Общие сведения о месторождении

Лодочное нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского муниципального района Красноярского края в 130 км. западнее Игарки. Районный центр п. Туруханск находится в 300 км. к юго-западу от месторождения.

Карта расположения месторождения представлена на рисунке 1.

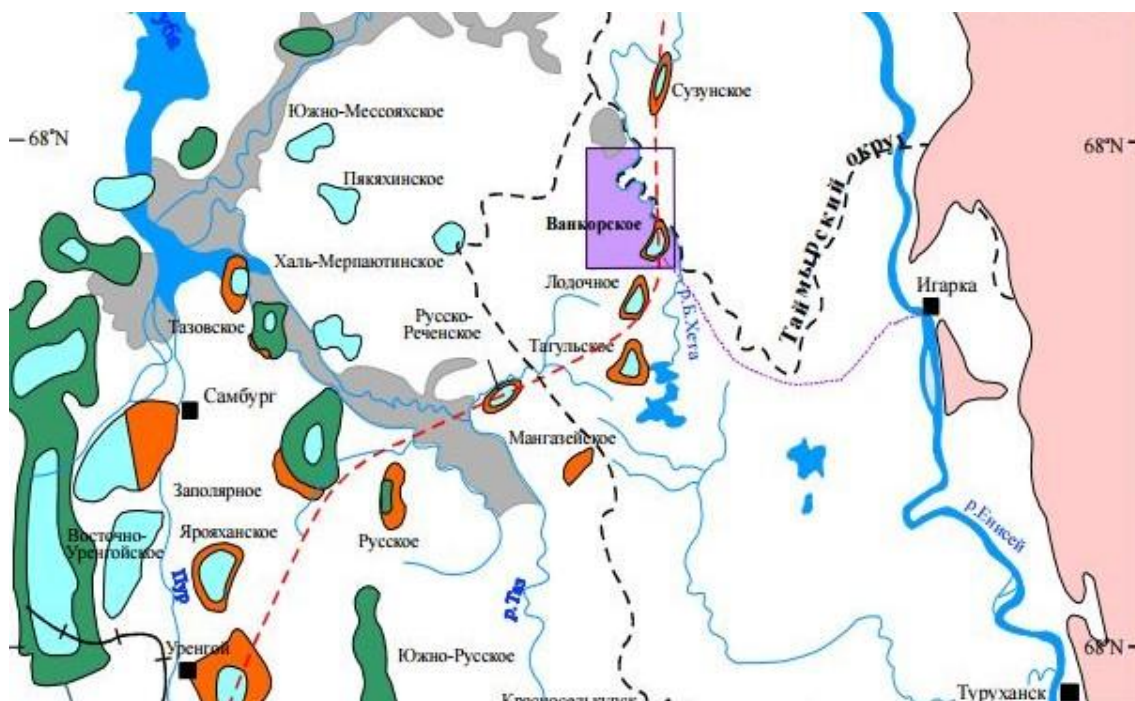


Рисунок 1 – Расположение месторождения

Площадь месторождения составляет 447 км².

Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и на прилегающих территориях отсутствует. В 140 км. на юго-восток от месторождения расположен город Игарка, в котором расположен крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжелые самолеты.

Необходимые материалы и оборудование в г. Игарка завозятся водным путем по реке Енисей.

Железнодорожного сообщения в рассматриваемом районе нет, снабжение железнодорожным транспортом возможно, либо до г. Красноярск, либо через транспортную сеть Западной Сибири до ст. Пурпе и далее, либо водным транспортом, либо по зимней дороге.

В 200 километрах к юго-западу от Лодочного месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаза».

Ближайшее месторождение, находящееся в промышленной эксплуатации: Ванкорское, расположено в 7,5 км на северо-востоке от Лодочного НГКМ.

Лодочное месторождение расположено в зоне многолетнемерзлых пород.

Рельеф участка равнинный. Местность представляет собой плоскую заболоченную равнину с холмистыми участками бугров пучения. Местность занята лесом (кедр, лиственница, береза) и моховой растительностью. Территория, по которой проходит трасса, имеет хорошо развитую гидрографическую сеть, представленную реками Кыпа-Тэкотэдылькы и Кычерккикя, ручьями и озерами. Руслa рек и ручьев извилисты, в некоторых местах не определяются, так как проходят по болотам.

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной зимой и умеренно теплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 °С в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С.

Запасы углеводородов в пределах Лодочного нефтегазоконденсатного месторождения, числящиеся на государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ по состоянию на 1 января 2016 года., составляют:

- нефть – 31,688 млн. т. (геологические), 10,503 млн. т. (извлекаемые);

- газ – 22,451 млрд куб. м;
- конденсат – 2,948 млн. т. (геологические), 1,474 млн. т. (извлекаемые).

3 Расчёт системы сбора нефти

В систему сбора и транспорта продукции нефтяных скважин входят:

- выкидные трубопроводы, для сбора продукции от скважины до замерной установки;
- нефтесборные трубопроводы, обеспечивающие сбор эмульсии от замерных установок до оборудования первичной сепарации нефти, ДНС или ЦПС.
- нефтепроводы для транспортировки товарной нефти от ЦПС до сооружений магистрального транспорта нефти [1].

Поступающая из нефтяных скважин продукция не представляет собой чистую нефть. При добыче, вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный газ, твердые частицы мех. примесей (горных пород, цемента).

При подборе диаметров, как правило, исходя из максимальной добычи жидкости или максимальной вязкости, диаметр завышается и трубы эксплуатируются нерационально. Это происходит из-за различий в сроках ввода новых кустов и изменения свойств добываемой жидкости (роста обводненности, газового фактора). В зависимости от темпов достижения максимального расхода жидкости для рассматриваемой нефтесборной сети необходимо планировать одну или несколько линий трубопроводов. Например, если время достижения максимальных значений расхода жидкости составляет 8 лет, то при сроке эксплуатации трубопровода 10 лет не следует проектировать его диаметр с учетом максимального расхода жидкости, так как трубопровод придет в негодность ранее из-за ручейковой коррозии. Необходимо спроектировать диаметр на меньшие значения расхода трехфазной смеси с последующей прокладкой второй линии трубопровода [1].

Данная нефтесборная сеть была спроектирована на максимальную добычу жидкости в год, перед внедрением установки предварительного сброса воды, вследствие которого придётся изменять схему работы месторождения.

Данное решение позволит сократить затраты металла на изготовление трубопроводов ввиду их меньшего диаметра.

Текущая схема трубопроводов представлена на рисунке 2

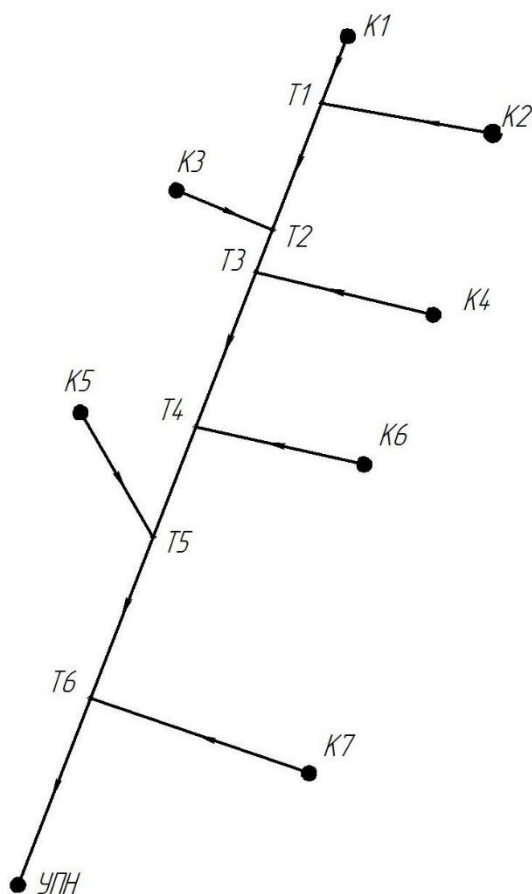


Рисунок 2 – Схема нефтесборных трубопроводов

Эмульсия с кустовых площадок поступает в сборный коллектор и далее в установку подготовки нефти для дальнейшей подготовки.

3.1 Гидравлический расчёт простого трубопровода (куст-сборный коллектор)

Основной задачей при гидравлических расчетах трубопроводов, транспортирующих многофазные жидкости – двухфазные эмульсии и

трехфазные смеси, – является определение перепадов давления. Однако помимо этого могут возникнуть задачи расчета трубопроводов на пропускную способность и определение необходимого диаметра. Для расчета трубопроводов, транспортирующих такие жидкости, удовлетворительные результаты дает методика А. И. Гужова и В. Ф. Медведева, разработанная ими для разрушенных неустойчивых эмульсий [2].

В промысловых условиях в связи с широким применением внутрискважинной и путевой деэмульсии мы имеем дело только с такими эмульсиями.

Выполним расчеты для одного участка трубопровода, далее создадим таблицу со всеми полученными параметрами для каждого участка.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1 – исходные данные для расчета нефтесборного трубопровода

№ куста	1	2	3	4	5	6	7
Дебит жидкости, м ³ /сут	2478,6	1471,4	5209,2	1958,8	272,4	1369,3	9473,1
Обводненность	87	37,6	78,7	14,4	9	75,4	32,9
Дебит газа, м ³ /сут	37,1	25,4	119,3	89,5	30,2	99,2	168,1
Плотность нефти, кг/м ³	825,6	825,6	825,6	825,6	825,6	825,6	825,6
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1022,0	1022,0	1022,0	1022,0	1022,0	1022,0	1022,0
Давление на выходе с кустовой площадки,	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

МПа							
-----	--	--	--	--	--	--	--

Окончание таблицы 1

№ куста	1	2	3	4	5	6	7
Плотность попутного газа, кг/м ³	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11	8,11
Динамическая вязкость нефти, мПа·с	5	5	5	5	5	5	5
Динамическая вязкость воды, мПа·с	11	11	11	11	11	11	11

Для начала рассчитывают объемную долю дисперсной фазы в эмульсии:

$$\beta_n = \frac{G_n}{G_n + G_b} \quad (2.1)$$

$$\beta_b = \frac{G_b}{G_n + G_b}, \quad (2.2)$$

где G_n – объемный расход нефти, м³/с;

G_b – объемный расход воды, м³/с.

$$\beta_n = \frac{0,00373}{0,00373 + 0,02496} = 0,13;$$

$$\beta_b = \frac{0,02496}{0,00373 + 0,02496} = 0,87.$$

Это делается для определения вида эмульсии: обратной В/Н или прямой Н/В. Наиболее плотная упаковка капель пластовой воды в эмульсии

достигается при $\beta_b = 0,741$, и дальнейшая концентрация этих капель приводит к инверсии фаз в эмульсии. Поэтому в расчетах принимают следующие критерии содержания дисперсной фазы: $\beta = \beta_b$ при $\beta_b \leq 0,741$ и $\beta = \beta_n$ при $\beta_b > 0,741$, т. е. если $\beta = \beta_b$, то дисперсной фазой является вода, а дисперсионной средой нефть, а если $\beta = \beta_n$, то наоборот [2].

При содержании дисперсной фазы $0,524 < \beta_b < 0,741$ в эмульсиях проявляются неньютоновские свойства, транспортирование таких эмульсий сопряжено с большой затратой энергии. Поэтому расчеты ведутся для условий, когда содержание дисперсной фазы не превышает 0,524 и эмульсии транспортируют при турбулентном режиме. При содержании дисперсной фазы в эмульсии $\beta_b \geq 0,741$ последняя, как правило, имеет ньютоновские свойства, и транспортирование ее может осуществляться при любом режиме [2].

Определяют плотность эмульсии – двухфазной – по одной из формул:

$$\rho_3 = \rho_n (1 - \beta_b) + \rho_b \beta_b;$$

$$\rho_3 = \rho_n \beta_n + \rho_b \beta_b; \quad (2.3)$$

$$\rho_3 = \frac{\rho_n G_n + \rho_b G_b}{G_n + G_b},$$

где ρ_n – плотность нефти, кг/м^3 ;

ρ_b – плотность пластовой воды, кг/м^3 ;

β_b – обводненность в долях единицы;

G_n – то же, что и в формуле (2.1);

G_b – то же, что и в формуле (2.1).

Плотность нефтегазоводяной смеси – трехфазной – определяют по расходным параметрам из следующей формулы:

$$\rho_{\beta} = \rho_c (1-\beta)(1-\beta_{\phi}) + \rho_{\phi} (1-\beta)\beta_{\phi} + \rho_{\Gamma}\beta, \quad (2.4)$$

где β – расходное объемное газосодержание в долях единицы;

β_{ϕ} – объемная доля дисперсной фазы в эмульсии;

ρ_c – плотность дисперсионной среды, кг/м³;

ρ_{ϕ} – плотность дисперсной фазы, кг/м³;

ρ_{Γ} – плотность газа, кг/м³.

$$\rho_{\beta} = 1022 \cdot (1-0,015) \cdot (1-0,13) + 825,6 \cdot (1-0,015) \cdot 0,13 + 8,11 \cdot 0,015 = 981,89 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Рассчитаем динамическую вязкость эмульсии по формуле Бринкмана:

$$\mu_{\beta} = \frac{\mu_n}{(1-\beta_n)^{2,5}}, \text{ при } \beta = \beta_n \quad (2.5)$$

$$\mu_{\beta} = \frac{\mu_n}{\beta_n^{2,5}}, \text{ при } \beta = 1-\beta_n, \quad (2.6)$$

где μ_n – динамическая вязкость нефти, мПа·с;

μ_n – динамическая вязкость пластовой воды, мПа·с.

$$\mu_{\beta} = \frac{0,0011}{0,87^{2,5}} = 0,001558 \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$

Находим кинематическую вязкость эмульсии:

$$v_3 = \frac{\mu_3}{\rho_3}, \quad (2.7)$$

где μ_3 – динамическая вязкость эмульсии, мПа·с;

ρ_3 – плотность эмульсии, кг/м³.

$$v_3 = \frac{0,001558}{1048,64} = 1,485 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с}.$$

Определяем среднюю скорость течения смеси в трубопроводе:

$$v_3 = \frac{4(G_H + G_B + G_\Gamma)}{\pi D^2}, \quad (2.8)$$

где G_H – объемный расход нефти, м³/с;

G_B – объемный расход воды, м³/с;

D – диаметр трубопровода, м.

$$v_3 = \frac{4 \cdot (0,00373 + 0,02496 + 0,000429)}{3,14 \cdot 0,1^2} = 3,709 \text{ м} / \text{с}.$$

Вычисляем число Рейнольдса:

$$Re_3 = \frac{v_3 D}{\nu_3}, \quad (2.9)$$

где ν_3 – то же, что в формуле (2.8);

D – диаметр трубопровода, м;

ρ_3 – то же, что в формуле (2.7);

μ_3 – то же, что в формуле (2.7).

$$Re_3 = \frac{3,709 \cdot 0,1}{1,586 \cdot 10^{-6}} = 233746,3.$$

Рассчитывают коэффициент гидравлического сопротивления. При $Re < 2320$ применяют следующую формулу:

$$\lambda_3 = \frac{64}{Re}, \quad (2.10)$$

где Re – число Рейнольдса.

Когда $2320 < Re_3 < 10^5$ используют следующую формулу:

$$\lambda_3 = \frac{0,3164}{(1 + 1,125 \cdot \beta) \cdot Re_3^{0,25}}, \quad (2.11)$$

где β – обводнённость в долях;

Re_3 – число Рейнольдса для смеси.

Для $Re > 10^5$ применяют следующую формулу:

$$\lambda_3 = \frac{0,067}{(1 + 1,25 \cdot \beta) \cdot \left(\frac{158}{Re}\right)^{0,2}}, \quad (2.12)$$

где β – то же самое, что и в формуле (2.2);

Re – то же, что и в формуле (2.10).

$$\lambda_3 = \frac{0,067}{(1+1,125 \cdot 0,87) \cdot \left(\frac{158}{233746,3}\right)^{0,2}} = 0,146$$

Определим перепад давления на расчетной длине трубопровода:

$$\Delta p = p_k - p_n = \lambda_3 \frac{l}{D} \frac{v^2}{2} \rho_3 \pm \Delta z \rho g, \quad (2.13)$$

где Δz – разность геодезических отметок начальной и конечной точек трубопровода, м;

v – скорость смеси, м/с;

λ_3 – коэффициент гидравлического сопротивления;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

l – длина трубопровода, м;

D – диаметр трубопровода, м;

ρ_3 – плотность эмульсии, кг/м³.

$$\Delta p = 0,146 \cdot \frac{995}{0,1} \cdot \frac{3,709^2}{2} \cdot 981,9 + 0 \cdot 981,9 \cdot 9,81 = 9800260,72 \text{ Па}$$

После определения перепадов давления необходимо вычислить, обеспечивает ли выбранный диаметр пропускную способность жидкости.

Для этого сперва определяем содержание дисперсной фазы в эмульсии:

$$\beta = \beta_b \text{ при } \beta_b < 0,524, \quad (2.14)$$

$$\beta = (1 - \beta_b) \text{ при } \beta_b > 0,741, \quad (2.15)$$

где β_v – объемная доля воды в эмульсии.

Далее рассчитываем плотность эмульсии:

$$\rho_э = \rho_n (1 - \beta_v) + \rho_v \beta_v, \quad (2.16)$$

где ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

ρ_v – плотность воды, кг/м³;

β_v – объемная доля воды в эмульсии.

Находим динамическую вязкость эмульсии:

$$\mu_э = \frac{\mu_n}{(1 - \beta_v)^{2.5}} \text{ при } \beta = \beta_v; \quad (2.17)$$

$$\mu_э = \frac{\mu_v}{\beta_v^{2.5}} \text{ при } \beta = (1 - \beta_n), \quad (2.18)$$

где μ_n – динамическая вязкость нефти, мПа·с;

μ_v – динамическая вязкость воды, мПа·с;

β_v – объемная доля воды в эмульсии;

β_n – объемная доля нефти в эмульсии.

Вычисляем кинематическую вязкость эмульсии:

$$\nu_э = \frac{\mu_э}{\rho_э}, \quad (2.19)$$

где $\mu_э$ – динамическая вязкость эмульсии, мПа·с;

ρ_3 – плотность эмульсии, кг/м³.

Определяем расход эмульсии. Для чего, подставляя в (2.13) вместо скорости эмульсии ее расход, а вместо коэффициента гидравлического сопротивления λ_3 его значение из (2.12), получаем:

$$G_3 = 2,36 \left[\frac{(\Delta p + \Delta z \rho_3 g)(1 + 1,125\beta)}{l \rho_3} \right]^{4/7} \frac{D^{19/7}}{v_3^{1/7}}, \quad (2.20)$$

где Δp – перепад давления на расчётной длине трубопровода, МПа;

Δz – разность геодезических отметок начальной и конечной точек трубопровода, м;

ρ_3 – плотность эмульсии, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

β – обводненность в долях;

l – длина трубопровода, м;

D – диаметр трубопровода, мм;

v_3 – кинематическая вязкость эмульсии, м²/с.

$$G_3 = 2,36 \cdot \left(\frac{(9800260,72 + 0 \cdot 981,9 \cdot 9,81) \cdot (1 + 1,125 \cdot 0,87)}{995 \cdot 981,9} \right)^{4/7} \cdot \frac{0,1^{19/7}}{1,587 \cdot 10^{-6}} = 0,17 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Проверяем число Рейнольдса:

$$Re_3 = \frac{v_3 D}{\nu_3} = \frac{4G_3}{\pi D \nu_3}, \quad (2.21)$$

где D – диаметр трубопровода, мм;

ν_3 – скорость движения эмульсии по трубопроводу, м/с;

ν_3 – кинематическая вязкость эмульсии, $\text{м}^2/\text{с}$.

G_3 – объемный расход эмульсии, $\text{м}^3/\text{с}$.

$$\text{Re} = \frac{4 \cdot 0,17}{3,14 \cdot 0,1 \cdot 1,587 \cdot 10^{-6}} = 1358985,6.$$

Если Re_3 находится в диапазоне $2800 < \text{Re}_3 < 10^5$, то подобранный диаметр считается правильным. Если $\text{Re}_3 < 2800$, необходимо увеличить пропускную способность трубопровода [2].

Диаметр трубопровода выбирается по оптимальной скорости движения смеси, которая должна составлять порядка 1 м/с. При такой скорости обеспечивается равномерное движение жидкости. При уменьшении этого параметра наблюдается выпадение мелкодисперсных частиц из смеси, таких как остатки породы или засохший цемент. При увеличении же скорости более 3 м/с наблюдается повышенный рост ручейковой коррозии труб. При определении диаметра труб самотечных коллекторов принимают, что скорость движения потока жидкости равна от 0,4 до 2 м/с, что превышает критическую скорость взвешивания и исключает появление засоряющего и расслоенного режимов [3].

Итоговые значения параметров нефтесборных трубопроводов занесены в таблицу 2.

Таблица 2 – Параметры трубопроводов

Участок	Длина участка, м	Скорость жидкости, м/с	Гидравлическое сопротивление	Диаметр трубопровода	Перепад давления, МПа
K1-T1	995	0,93	0,1269	200	0,27
K2-T1	2402	0,98	0,0235	150	0,16
K3-T2	1436	0,87	0,1350	300	0,24
K4-T3	2521	1,34	0,0222	150	0,28

K5-T5	1998	0,44	0,0335	100	0,05
K6-T4	2386	0,96	0,0109	150	0,07
K7-T6	3193	0,89	0,0188	400	0,05

3.2 Гидравлический расчет системы трубопроводов категории II

Для расчёта сборного коллектора необходимо найти скорость нефти на отдельных участках, затем режимы движения и коэффициенты гидравлического сопротивления. После подставляя неизвестные величины в формулу (2.26) определяют потерю давления на трение на каждом участке в отдельности.

Общий перепад давления находят методом сложения всех перепадов на отдельных участках [4]. На рисунке 3 расположена схема сборного коллектора.

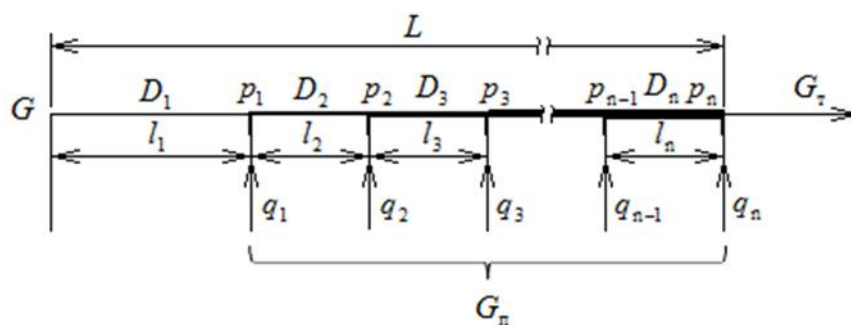


Рисунок 3 – Схема работы сборного коллектора

Сперва посчитаем уравнение материального баланса:

$$G = G_{\tau} + G_{\Pi} = G_{\tau} + \sum_{i=1}^n q_i, \quad (2.22)$$

где G_{τ} – объемный расход жидкости в начале коллектора, т/ч;

q_i – объемные расходы жидкости в ответвлениях.

$$G = 109,9 + 56,9 + 226,1 + 70,6 + 9,7 + 58,9 + 361,5 = 893,6 \text{ т/ч}.$$

Определим скорость смеси на первом участке (К1-Т1):

$$v_1 = \frac{G_1}{S_1 \rho} = \frac{4G_1}{\pi D_1^2 \rho_3}, \quad (2.23)$$

где G_1 – объемный расход смеси на первом участке, кг/ч;

S_1 – площадь условного прохода трубопровода, м²;

D_1 – внутренний диаметр трубопровода, м;

ρ_3 – плотность смеси, кг/м³.

$$v_3 = \frac{4 \cdot (0,00373 + 0,02496 + 0,000429)}{3,14 \cdot 0,1^2} = 3,709 \text{ м/с}.$$

Определим число Рейнольдса:

$$Re_3 = \frac{v_3 D}{\mu_3}, \quad (2.24)$$

где v_3 – то же, что в формуле (2.8);

D – диаметр трубопровода, м;

ρ_3 – то же, что в формуле (2.7);

μ_3 – то же, что в формуле (2.7).

$$Re_3 = \frac{3,709 \cdot 0,1}{1,586 \cdot 10^{-6}} = 233746,3.$$

Зная число Рейнольдса найдем коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda_3 = \frac{0,067}{(1+1,25 \cdot \beta) \cdot \left(\frac{158}{\text{Re}}\right)^{0,2}}, \quad (2.25)$$

где β – то же самое, что и в формуле (2.2);

Re – то же, что и в формуле (2.10).

$$\lambda_3 = \frac{0,067}{(1+1,125 \cdot 0,87) \cdot \left(\frac{158}{233746,3}\right)^{0,2}} = 0,146$$

Далее необходимо вычислить потери давления на участке К1-Т1, принимая, что нефтесборный коллектор располагается горизонтально, без перепадов высот:

$$\Delta p_1 = \lambda_1 \frac{l_1}{D_1} \frac{v_1^2}{2} \rho \pm \Delta z \rho g, \quad (2.26)$$

где λ_1 то же, что в формуле (2.25);

l_1 – длина участка коллектора, м;

v_1 – скорость движения смеси в трубопроводе, м/с.

Определение расхода на участке 2:

$$G_2 = G_1 + q_1, \quad (2.27)$$

где G_1 – то же, что в формуле (2.2);

q_1 – объемный расход смеси в первом примыкающем трубопроводе, кг/ч.

$$G_2 = 109919,5 + 56942,33 = 166861,83 \text{ кг / ч}.$$

Для нахождения скорости смеси необходимо произвести расчёт методом итераций с различными диаметрами трубопровода, и выбрать значение, удовлетворяющее оптимальной скорости движения смеси в трубопроводе:

$$v_2 = \frac{4G_2}{\pi D_2^2 \rho_{с2}}, \quad (2.28)$$

где G_2 – то же, что в формуле (2.27);

D_2 – то же, что в формуле (2.27);

$\rho_{с2}$ – плотность смеси, кг/м³.

$$v_2 = \frac{4 \cdot 166861,9}{3,14 \cdot 0,3^2 \cdot 1002,4 \cdot 3600} = 0,65 \text{ м / с}.$$

Для нахождения плотности смеси необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$\rho_{с2} = \frac{G_1}{(G_1 + q_1)} \cdot \rho_{ск1} + \frac{q_1}{(G_1 + q_1)} \cdot \rho_{ск2}, \quad (2.29)$$

где G_1 – объемный расход смеси на первом участке, кг/ч;

q_1 – объемный расход смеси в подводящем трубопроводе, кг/ч;

$\rho_{ск1}$ – плотность смеси на первом участке, кг/м³;

$\rho_{ск2}$ – плотность смеси на подводящем участке трубопровода, кг/м³.

$$\rho_{с2} = \frac{109919,5}{(109919,5 + 56942,33)} \cdot 1048,6 + \frac{56942,33}{(109919,5 + 56942,33)} \cdot 913,02 = 1002,4 \text{ кг / м}^3.$$

Находим число Рейнольдса для участка T1-T2:

$$Re_2 = \frac{v_c \cdot D \cdot \rho_c}{\mu_c}, \quad (2.30)$$

где v_c – то же, что в формуле (2.8);

D – диаметр трубопровода, м;

ρ_c – то же, что в формуле (2.7);

μ_c – то же, что в формуле (2.7).

$$Re_3 = \frac{3,709 \cdot 0,3 \cdot 1002,4}{6,6 \cdot 10^{-3}} = 29939,89.$$

Рассчитаем коэффициент гидравлического сопротивления для второго участка коллектора:

$$\lambda_3 = \frac{0,3164}{(1 + 1,125 \cdot \beta) \cdot Re_c^{0,25}}, \quad (2.31)$$

где β – обводнённость в долях;

Re_3 – число Рейнольдса для смеси.

$$\lambda_3 = \frac{0,3164}{29939,89^{0,25}} = 0,024.$$

Результаты дальнейших расчётов занесем в таблицу 3 и найдём общую потерю давления при движении смеси по коллектору.

Таблица 3 – Технические параметры сборного коллектора

Участок	K1-T1	T1-T2	T2-T3	T3-T4	T4-T5	T5-T6	T6-УПН
---------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------

Диаметр коллектора, мм	200	300	350	400	450	500	600
Скорость смеси, м/с	0,93	0,65	1,12	1,04	0,93	0,77	0,93

Окончание таблицы 3

Участок	K1-T1	T1-T2	T2-T3	T3-T4	T4-T5	T5-T6	T6-УПН
Коэффициент гидравлического сопротивления	0,13	0,02	0,13	0,02	0,02	0,02	0,02
Перепад давления, МПа	0,26	0,03	0,15	0,06	0,03	0,025	0,04
Суммарный перепад давления в коллекторе, МПа	0,595						

Данный расчет показывает, что давления смеси на выходе с кустовой площадки достаточно, для транспорта её без проектирования дожимной насосной станции.

4 Расчёт установки подготовки нефти

Нефть выходя из скважины, содержит пластовую воду, попутный нефтяной газ, механические примеси, различные соли.

На промысле из скважин извлекается сложная смесь из нефти, воды, газа и механических примесей (песка, окалины). Данная смесь считается непригодной для транспортировки по магистральным трубопроводам в связи со следующими факторами:

- вода – это балласт, не приносящий прибыли;
- при совместном течении жидкости содержащей мех. примеси и газ, резко возрастают гидравлические потери по длине нефтепроводов от трения;
- образуются газовые шапки в возвышенных местах и водяные пробки в пониженных;
- минерализованная пластовая вода вызывает усиленную коррозию стальных нефтепроводов;
- частицы механических примесей способствуют износу оборудования [5].

Нефть считается товарной, когда она соответствует всем требованиям нормативных документов. Согласно им, сырье должно содержать не более 1% воды и не выше 900 мг/л хлористых слей. Нефть с такими требованиями соответствует третьей группе – самой низкокачественной продукции. К основным показателям качества относят содержание воды и количество хлористых солей, но, помимо них, есть еще и менее важные. Поэтому, прежде чем нефть будет подана в магистральный трубопровод, нужно подвергнуть ее дополнительной обработке [6].

Поэтому, для приведения газоводонефтяной смеси к товарному состоянию, необходимо произвести ряд операций по её подготовке. На УПН, для осуществления данной задачи, находится следующее оборудование:

- устройство предварительного отбора газа;

- нефтегазовые сепараторы;
- печи подогрева;
- трехфазные сепараторы;
- электродегидраторы;
- концевая сепарационная установка [6].

4.1 Входная ступень сепарации

Нефть, добываемая из земных недр, как правило, содержит газ, называемый попутным. На каждую тонну добытой нефти в среднем приходится 50 ... 100 м³ попутного газа. Перед транспортировкой и подачей нефти на переработку газ должен быть отделен от нефти. Удаление газа из нефти – дегазация проводится с помощью сепарации и стабилизации.

Под сепарацией понимается процесс, при котором газоводонефтяная смесь разделяется на жидкую и газообразную фазы.

Процесс сепарации включает в себя три стадии:

- стадия массообмена, то есть десорбции газов, растворённых в ВНЭ. Этот процесс начинается в стволе скважины при давлении ниже давления насыщения и далее протекает на всем протяжении подъема нефти по лифту скважины и транспорта ее по трассе внутрипромыслового сбора;
- стадия гидромеханики, то есть всплытие пузырьков газа в отстойной зоне сепарационных аппаратов;
- физико-механическая стадия, то есть преодоление сил поверхностного сцепления между пузырьками газа и жидкой фазой в момент отрыва их друг от друга [6].

Для расчёта процесса сепарации составляется уравнение материального баланса, на основе которого производится подбор необходимого оборудования, обеспечивающего проектные объемы режима работ.

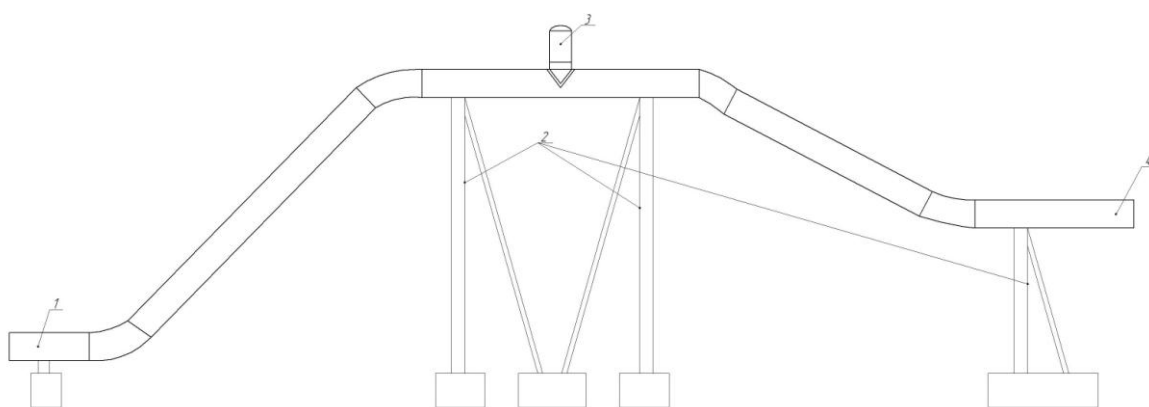
Расчёт первой ступени сепарации выполнен по году максимального поступления жидкости на вход в УПН (до введения в работу УПСВ).

Рассмотрен вариант, когда в работе один УПОГ, два трёхфазных сепаратора первой ступени (каждый рассчитан на $1/3$ от общей производительности, а $1/3$ жидкости направляется по байпасу на блок нагрева).

УПОГ (устройство предварительного отбора газа) – служит для отбора газа, выделившегося из нефти при транспортировке со скважины до установки подготовки нефти. Данное устройство позволяет частично справиться с такими явлениями, как поступление в сепаратор газовых пробок и устранение пульсаций жидкости, что благоприятно влияет на процесс последующей подготовки, и работу сепараторов в целом.

Устройство представляет собой наклонный трубопровод с колпаком для отбора газа, расположенным в верхней точке трубопровода.

Конструкция УПОГ представлена на рисунке 4.



1 – подвод жидкости в устройство; 2 – удерживающие опоры; 3 – колпак для отбора газа; 4 – выход жидкости с устройства

Рисунок 4 – Конструкция устройства предварительного отбора газа

Принципиальная расчётная схема представлена на рисунке 5.

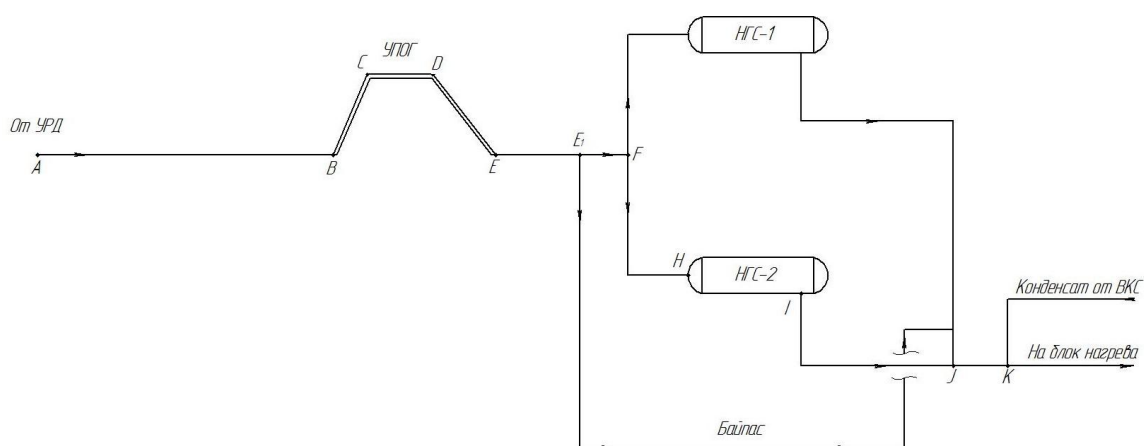


Рисунок 5 – Схема подключения сепараторов первой ступени

Расход жидкости и газа на участке первичной сепарации нефти представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные для подбора оборудования входной ступени сепарации.

Позиция	Производительность	
	по жидкости, м ³ /ч	по газу, нм ³ /ч
AB	926	28369,5
BC	926	28369,5
CD	926	28369,5
DE	926	8555,5
EE ₁	926	8565
E ₁ F	618	5718,5
FN	309	2859,5
П	309	43
JK	926	3075,5

По исходным данным таблицы 4 подбираем модель сепаратора.

Сепаратор предназначен для предварительного отделения попутного нефтяного газа от нефтегазоводяной смеси и должен удовлетворять

требованиям производительности по жидкости (не менее 309 м³/ч) и газу (не менее 3000 м³/ч).

При обустройстве будут использоваться сепараторы отечественного производства, марки НГС, так как горизонтальные сепараторы обеспечивают лучшее качество сепарации и просты в обслуживании.

Модели сепараторов и их технико-экономические характеристики отражены в таблице 5 [6].

Выбираем сепаратор НГС-0,6-2400, так как он подходит по всем требованиям, с наименьшими экономическими затратами на его исполнение.

Таблица 5 – Марки сепараторов НГС

Шифр аппарата	V, м ³	D _в , м	L, м	Производительность, м ³ /ч	
				по нефти	по газу (при н. у.)
НГС-0,6-2400	50	2,4	11,06	160-800	82900
НГС-1-2400					93500
НГС-1,6-2400					125500
НГС-2,5-2400					156300
НГС-4,0-2400					220000

Схема работы сепаратора представлена на рисунке 6.

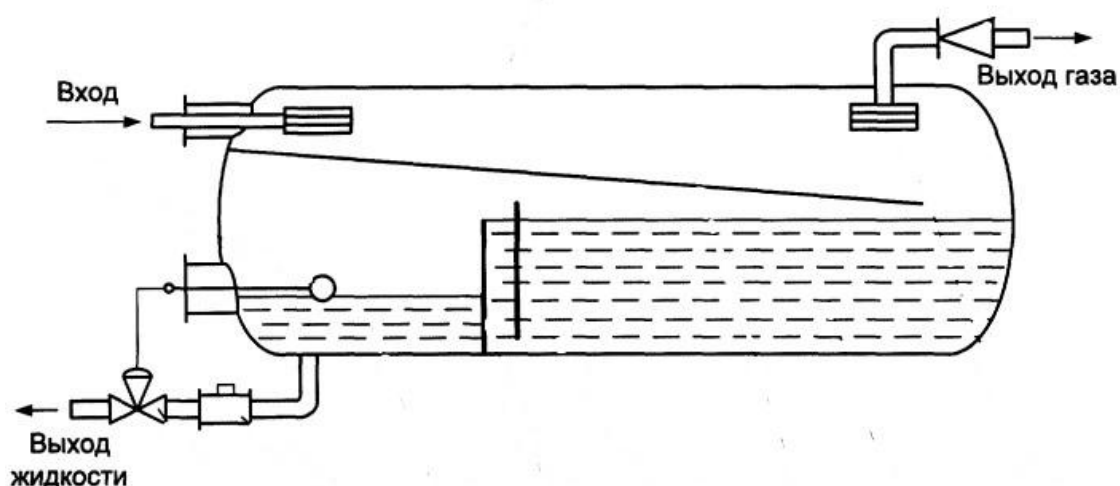


Рисунок 6 – Схема работы сепаратора НГС

Работа сепаратора заключается в несколько этапов. Сперва газоводонефтяная смесь поступает в сосуд через водный патрубок, а затем, через перегородки, попутно меняя направление движения, попадает в наклонные желоба, где происходит первоначальное отделение газа.

На следующем этапе отделившийся газ поступает в каплеотбойники, с помощью которых происходит отделение капелек жидкости от газа. На последнем этапе освободившийся газ через патрубок попадает в газосборную сеть, а жидкость через нижнюю часть сепаратора, пройдя через пеногаситель направляется на дальнейшую подготовку [6].

4.2 Блок нагрева сырой нефти и вторая ступень сепарации

Для нагрева эмульсии перед второй ступенью сепарации применяют ПТБ.

В теплообменной камере печи осуществляется процесс теплообмена между продуктами сгорания газового топлива, омывающими наружные поверхности труб секций змеевиков, и нагреваемой средой, перемещающейся внутри труб змеевиков. Нагреваемый продукт при своем движении по секциям змеевика нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания

топливного газа, сжигаемого в четырех камерах сгорания и поступающего в пространство теплообменной камеры.

В блоке основания печи размещены четыре камеры сгорания (реакторы горения) для сжигания газового топлива, трубопроводы подачи топливного газа к камерам сгорания и их запальным устройствам, воздухопровод принудительной подачи воздуха на горение и помещение подготовки топлива.

Помещение подготовки топлива выполнено в виде металлического теплоизолированного укрытия, внутри которого размещены запорная, регулирующая арматура, приборы безопасности и их трубопроводная обвязка.

Для принудительной подачи воздуха к камерам сгорания, являющимися двухпроводными газогорелочными устройствами, в составе трубчатой печи предусмотрен блок вентиляторного агрегата.

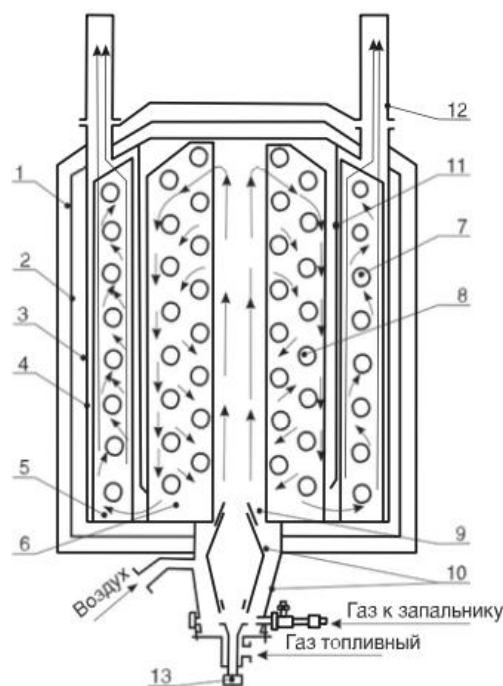
Блок вентиляторного агрегата представляет собой стальную сварную раму, на которой на виброизоляторах установлен вентиляторный агрегат, включающий в свой состав центробежный вентилятор высокого давления, электродвигатель его привода и соединяющую их клиноременную передачу.

Блок вентиляторного агрегата включает также в свой состав приемный воздухопровод и нагнетательный переходный воздухопровод.

Теплообменная камера печи снабжена четырьмя дымовыми трубами для вывода из нее охлажденных продуктов сгорания топлива в атмосферу, площадками обслуживания и стремянкой для обслуживания взрывных предохранительных клапанов, расположенных на ее боковых поверхностях.

В торцевой стенке корпуса теплообменной камеры имеется штуцер для подвода пара, обвязанный в единую систему трубопроводов пожаротушения [6].

На рисунке 7 изображена схема теплообменной камеры печи.

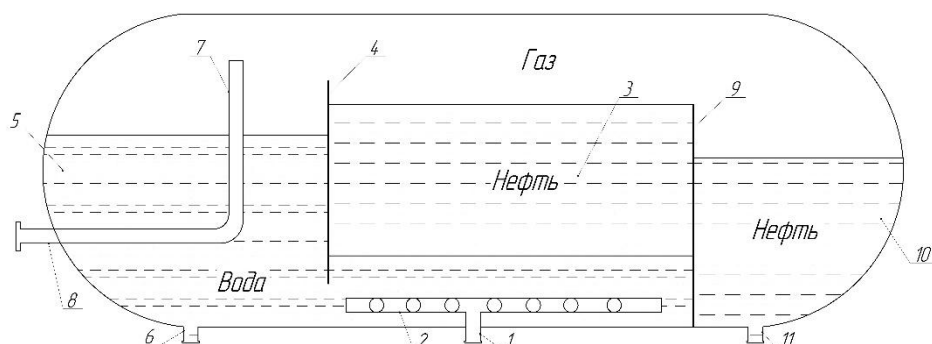


1 – каркас; 2 – обшивка внешняя; 3 – тепловая изоляция; 4 – обшивка внутренняя; 5 – змеевик; 6 – направляющая дефлектора; 7 – камера сгорания; 8 – блок взрывных клапанов; 9 – труба дымовая; 10 – устройство контроля пламени.

Рисунок 7 – Схема теплообменной камеры печи

По мере разработки месторождения растёт обводненность нефти. Для отделения нефти от воды в процессе подготовки используется трехфазный сепаратор.

Конструкция сепаратора изображена на рисунке 8.



1 – штуцер для ввода сырья; 2 – распределительные коллекторы; 3 – сепарационный отсек; 4 и 9 – перегородки; 5 – водяной отсек; 6 – штуцер отвода пластовой воды; 7 – газотводная линия; 8 – штуцер отвода газа; 10 – нефтяной отсек; 11 – штуцер отвода нефти

Рисунок 8 – Конструкция трехфазного сепаратора

В нормальном технологическом режиме, в работе два путевых подогревателя и четыре трехфазных сепаратора второй ступени.

В данном расчете рассмотрен вариант, когда в работе два путевых подогревателя, и три трехфазных сепаратора второй ступени (каждый рассчитан на 1/3 от общей производительности). Данная схема позволяет вывести один из трехфазных сепараторов на ремонт и обслуживание без снижения производительности.

Принципиальная схема блока нагрева и ТФС представлена на рисунке 9.

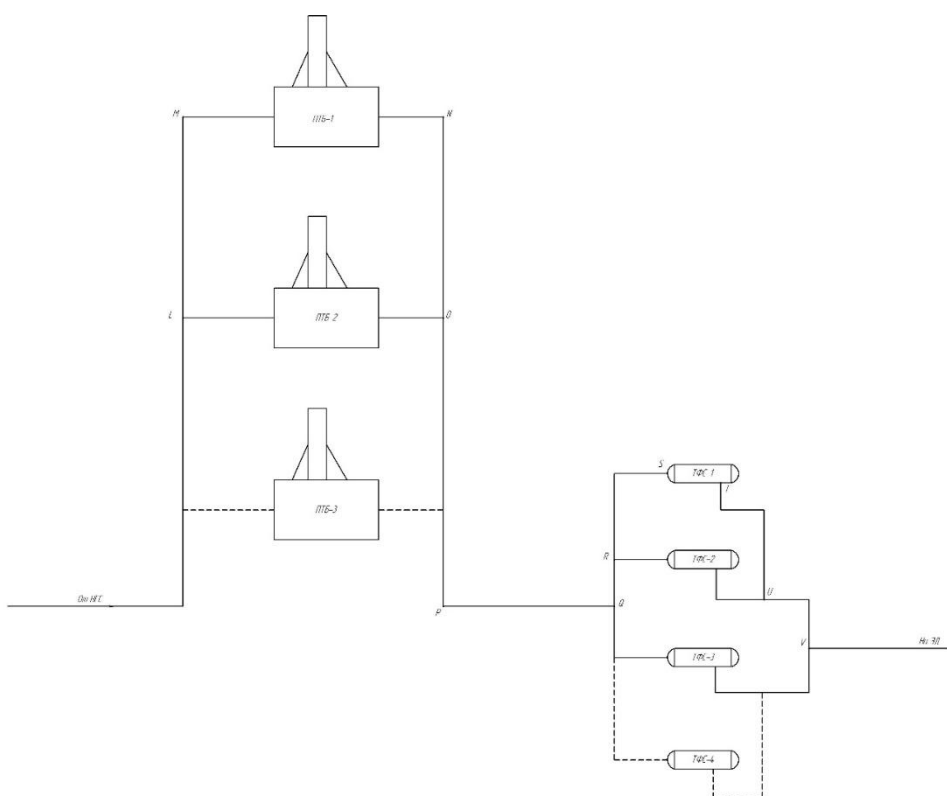


Рисунок 9 – Блок нагрева и вторая ступень сепарации

Материальный баланс процесса представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Материальный баланс блока нагрева сырой нефти

	Производительность, м ³ /ч	
	по жидкости	по газу, нм ³ /ч

KL	926	3075,5
LM	463	1537,75
MN	463	1537,75
NO	463	1537,75
OP	926	3075,5
PQ	926	3075,5
QR	617	2050
RS	309	1025
TU	273	92
UV	546	190,4

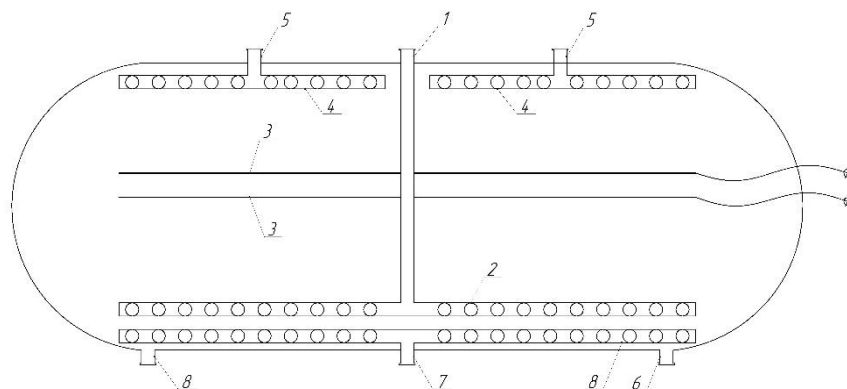
Для нагрева эмульсии выбираем печь ПТБ-10Э с номинальной производительностью 500 т/ч, так как она удовлетворяет требованиям материального баланса.

Для второй ступени сепарации принимаем сепаратор ТФС-Л, производительностью до 12000 м³/сут.

4.3. Ступени электрообезвоживания и концевой сепарации нефти

Электродегидраторы предназначены для глубокого обезвоживания и обессоливания нефти термоэлектрохимическим методом. Применяют их как на промыслах, так и на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ). На промыслах электродегидраторы позволяют разрушить самые стойкие эмульсии из тяжелых и вязких нефтей, на НПЗ - довести содержание воды в нефти до значений менее 0,1 % масс и хлористых солей - до 3-5 мг/л.

По форме электродегидраторы бывают вертикальные и горизонтальные. Горизонтальные применяют чаще, так как они более эффективны и экономичны, имеют большую площадь электродов и большую производительность [6]. На рисунке 10 представлена схема горизонтального аппарата типа ЭГ (электродегидратор горизонтальный).



1 – штуцер ввода эмульсии; 2 – коллектор ввода эмульсии; 3 – электроды; 4 – коллектор сбора нефти; 5 – штуцера вывода нефти; 6 – коллектор сбора воды; 7 – штуцер вывода воды; 8 – штуцер вывода шлама

Рисунок 10 – Схема электродегидрататора типа ЭГ

Эмульсия подается в электродегидрататор через штуцер 1 в коллектор 2, обеспечивающий равномерное поступление по всему горизонтальному сечению аппарата. Для этого в коллекторе предусмотрены отводы с отверстиями. Эмульсия предварительно проходит три зоны обработки. Выходя из отверстия коллектора 2, эмульсия подается в водяную подушку, уровень которой поддерживается автоматически на 20 ... 30 см выше коллектора 2, но ниже нижнего электрода. В этой зоне эмульсия подвергается водной промывки, в результате которой она теряет основную массу пластовой воды.

Затем эмульсия поднимается вверх с небольшой скоростью и поступает во вторую зону – между уровнями застоявшейся воды и нижним электродом 3, где эмульсия обрабатывается электрическим полем слабой напряженности. В этой зоне коагулируют наиболее крупные глобулы воды.

После чего в 3 зоне – между двумя электродами 3 эмульсия испытывает воздействие электрического поля при высокой напряженности. В результате даже самые мелкие капельки воды быстро коаlessируют и оседают в нижней части аппарата, откуда вода забирается коллектором 6 и отводится через штуцер 7. Обезвоженная и обессоленная нефть поднимается в верхнюю часть

электродегидратора, собирается коллекторам 4 и отводится через штуцер 5. Шлам по мере накопления удаляется через штуцер 8.

Равномерность поступления эмульсии по всему горизонтальному сечению аппарата при движении потока вертикально вверх и ступенчатое повышение напряженности между электродами позволяет эффективно разрушать любые эмульсии. При этом не создается опасения электрического пробоя и достигается высокая степень обезвоживания и обессоливания нефти.

Электроды подвешиваются на изоляторах горизонтально друг над другом на расстоянии 25 ... 40 см, имеют форму прямоугольных рам, занимающих все продольное сечение аппарата [6].

В данном расчете рассмотрен вариант, когда в работе три электродегидратора (каждый рассчитан на 1/3 от общей производительности), и два концевых сепаратора (каждый рассчитан на 1/2 от общей производительности). Данная схема позволяет вывести один из аппаратов на каждой ступени на ремонт и обслуживание без снижения производительности.

Схема ступеней электрообезвоживания и концевой сепарации нефти показана на рисунке 11.

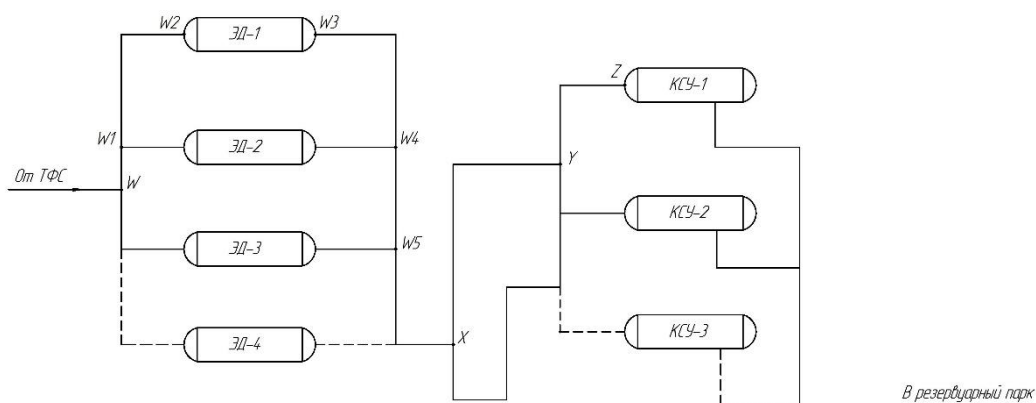


Рисунок 11 – Схема обезвоживания и концевой сепарации нефти

Материальный баланс процесса представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Материальный баланс ступени обезвоживания и концевой сепарации

Участок	Производительность, м ³ /ч	
	по жидкости	по газу, нм ³ /ч
VW	549	265
WW ₁	549	265
W ₁ W ₂	274,5	137
W ₃ W ₄	270	-
W ₄ W ₅	350	24
W ₅ X	540	51
XY	540	51
YZ	270	25

В связи с полученным материальным балансом принимаем к установке электродегидратор ЭГ 160 с рабочим давлением 1,2 МПа. В качестве концевой сепарационной установки выбираем КСУ 0,6-1200, она полностью обеспечивает заданный режим работы производительности по жидкости и газу.

После подготовки нефти до товарной кондиции она отправляется на Ванкорское месторождение для дальнейшего транспорта в систему ПАО «Транснефть».

5 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта необходимо рассчитать стоимость затрат (единовременных и эксплуатационных) на строительство пункта подготовки нефти на Лодочном месторождении.

5.1 Расчет единовременных капитальных затрат на строительство пункта подготовки нефти

Стоимость работ определяется локальным сметным расчетом с применением индексов изменения сметной стоимости на I квартал 2017 года.

К единовременным капитальным вложениям относятся выполнение СМР (в том числе: заработная плата машинистов и основных рабочих, страховые взносы и взносы за страхование от несчастных случаев на производстве (СНСП) к фонду оплаты труда (ФОТ).

Единовременные капитальные вложения на строительство объекта рассчитываются по формуле:

$$EKB_{\text{объекта}} = C_c + CB, \quad (4.1)$$

где $EKB_{\text{объекта}}$ – единовременные капитальные вложения, тыс. руб;

C_c – сметная стоимость строительства (в том числе: СМР с выделением ФОТ, стоимости оборудования и материалов, потребных для осуществления строительства), тыс. руб.;

CB – страховые взносы, тыс. руб.

Объемы инвестиций в транспорт эмульсии с Лодочного месторождения включают в себя затраты на строительство нефтесборных трубопроводов и установки подготовки нефти.

Капитальные вложения определяются на основе сметного расчета и приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Капитальные вложения на строительство магистрального трубопровода

Наименование	Сумма, млн. руб.
Капитальные вложения с НДС, всего:	1377,3
Капитальные вложения без НДС, всего:	1167,22
в том числе:	
- капитальные вложения по сметному расчету:	558,72
Нефтеборные трубопроводы	414,58
Оборудование (установки подготовки нефти и нефтеборных трубопроводов)	259,9

В капитальных вложениях в полный комплекс затрат, кроме вышеназванных, при расчете эффективности учтены затраты по налогу на добавленную стоимость (НДС) в размере 18 %, предусмотренные главой 21 «Налог на добавленную стоимость» Налогового кодекса РФ. Этот налог компенсируется после ввода в действие основных фондов [7].

При определении стоимости основных производственных фондов из суммы капитальных вложений исключены возвратные суммы и затраты по объектам, которые в последующем не нужны для нормальной эксплуатации проектируемого объекта, но могут использоваться в других отраслях хозяйства страны [8].

Нефтеборные трубопроводы диаметром от 100 до 650 мм, с толщиной стенки от 7 до 10 мм, имеют суммарную длину 26,5 км. Трубы для трубопроводов используются стальные горячедеформированные, повышенной коррозионной стойкости, изготавливаемые по ГОСТ 8732 – 78, класса прочности K52. Один метр трубы имеет вес 271 кг, следовательно, на все

трубопроводы нам понадобится 7194,3 тонн. Стоимость нефтесборных трубопроводов приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Стоимость труб Челябинского трубопрокатного завода

Марка стали	Поставщик	Масса труб, тыс. тонн	Цена 1 т трубы, с НДС, руб.	Стоимость с НДС, млн.руб.
K56	ООО «Трубпром» ГОСТ 8732 – 78	7,2	68000	489,21

К оборудованию УПН можно отнести:

- устройство предварительного отбора газа;
- сепаратор НГС;
- печь подогрева ПТБ;
- трехфазный сепаратор ТФС;
- электродегидратор;
- концевая сепарационная установка КСУ.

Таблица 10 – Состав основного оборудования

№ п/п	Наименование	Кол-во	Цена без НДС, тыс. руб.	Стоимость без НДС, тыс. руб.
1	Камера СОД	10	2298,6	22986,44
2	Устройство предварительного отбора газа	1	2759,5	2759,5
3	Сепаратор НГС	2	423,7	874,4
4	Печь ПТБ	3	5213,4	15640,2
5	Трехфазный сепаратор ТФС	4	423,7	1694,8
6	Электродегидратор	4	3389,8	13559,2

Окончание таблицы 10

№ п/п	Наименование	Кол-во	Цена без НДС, тыс. руб.	Стоимость без НДС, тыс. руб.
7	Концевая сепарационная установка	3	423,7	1271,1
8	Узлы запорной арматуры с электроприводом	8	12543,4	100347,2
9	Прочее			120 021,30
Итого:				259880

Потребность в трудовых ресурсах по выполняемому проекту выполнена с учетом принятых в данной работе технических решений. Фонд оплаты труда определен по фактической среднемесячной заработной плате работников на предприятиях НК «Роснефть».

Удаленность месторождения от центра расселения персонала и связанные в связи с этим значительные затраты времени на служебные пассажироперевозки вахтового персонала, должны компенсироваться максимальным приближением мест приложения труда в районе ведения работ, а также высокой комфортностью проживания в вахтовом комплексе [9].

В таблице 11 приводится численность персонала, занимающегося строительством и обслуживанием межпромыслового нефтепровода, фонд оплаты труда и другие социальные показатели.

Таблица 11 – Численность персонала и ФОТ, занимающегося строительством пункта подготовки нефти.

Показатели	Количество работающих, чел.	
	всего	в 1 вахту
Количество рабочих:	422	211

- промышленно-производственный персонал:	386	193
--	-----	-----

Окончание таблицы 11

Показатели	Количество работающих, чел.	
	всего	в 1 вахту
Средняя заработная плата в месяц, тыс. руб:	64	64
ФОТ, млн. руб.	27,01	13,5
Страховые взносы от заработной платы, млн.руб.	8,10	4,05
Выплаты за производственный травматизм и профессиональный риск, млн. руб	0,16	0,08

В соответствии с российским законодательством работодатель обязан производить страховые взносы, базой для расчета которых является фонд оплаты труда.

Ставка для расчета выплат в 2016 году составляет 30 %, в которые входят:

- 22 % – в пенсионный фонд;
- 2,9 % – в фонд социального страхования;
- 5,1 % – в фонд обязательного медицинского страхования;

$$CB = ФОТ \cdot 0,3, \quad (4.2)$$

$$CB = 27010 \cdot 0,3 = 8103 \text{ тыс.руб}$$

Из страховых взносов в пенсионный фонд поступит:

$$CB_{II} = 27010 \cdot 0,22 = 5942,2 \text{ тыс.руб}$$

Из страховых взносов в фонд социального страхования поступит:

$$CB_C = 27010 \cdot 0,029 = 783,29 \text{ тыс.руб}$$

Из страховых взносов фонд обязательного медицинского страхования поступит:

$$CB_M = 27010 \cdot 0,051 = 1377,51 \text{ тыс.руб.}$$

Распределение страховых взносов представлено в таблице 12.

Таблица 12 – Распределение страховых взносов по внебюджетным фондам

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
Пенсионный фонд	5942,2
Фонд социального страхования	783,29
Территориальный фонд обязательного медицинского страхования	1377,51
Итого:	8103

Рассчитаем выплаты за производственный травматизм и профессиональный риск. База для расчета выплат за производственный травматизм и профессиональный риск – фонд заработной платы. Ставка зависит от класса профессионального риска предприятия. Ставка платежей – 0,6%.

$$B_{\text{травм.}} = \Phi OT \cdot 0,6\% , \quad (4.3)$$

$$B_{\text{травм.}} = 27010 \cdot 0,6\% = 162,06 \text{ тыс.руб}$$

Сведем все единовременные затраты на строительство пункта подготовки нефти в таблицу 13.

Таблица 13 – Единовременные капитальные вложения в строительство пункта подготовки нефти.

№ п/п	Наименование вложений	Сумма, млн. руб.
1	Общестроительные работы (за вычетом фонда оплаты труда)	1233,2
2	Фонд оплаты труда	27,01
3	Страховые взносы	8,10
4	Выплаты за производственный травматизм и профессиональный риск	0,16
Итого:		1264,72

Таким образом, на строительство нефтесборных трубопроводов, суммарной протяженностью 26,5 км, и УПН необходимо 1264,72 млн. руб. Финансирование проекта будет осуществляться за счет собственных средств акционеров.

5.2 Эксплуатационные расходы на обслуживание пункта подготовки нефти

Расчеты эксплуатационных затрат на обслуживание трубопровода выполнены по технологическим и стоимостным показателям с учетом всех отчислений налогов и сборов в бюджеты различных уровней, отнесение которых на себестоимость предусмотрено соответствующими Законами и Постановлениями Правительства России.

Расходы, образующие себестоимость добычи нефти, сгруппированы в соответствии с их экономическим содержанием последующим элементам: материальные затраты, затраты на оплату труда, социальные выплаты, амортизация основных фондов, прочие затраты.

Годовой фонд оплаты труда определен с использованием фактических данных в НК «Роснефть» о среднемесячной заработной плате обслуживающего персонала и приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет годового фонда оплаты труда обслуживающего персонала

Должность	Количество	Оклад, руб.	Районный коэффициент 70 % от оклада, руб.	Северная надбавка 50 % от оклада, руб.	Итого за месяц на одного работника, руб.	Годовой фонд основной заработной платы, млн. руб.
ИТР	9	40 000	28000	20000	88 000	9,50
Должность	Количество	Оклад, руб.	Районный коэффициент 70 % от оклада, руб.	Северная надбавка 50 % от оклада, руб.	Итого за месяц на одного работника, руб.	Годовой фонд основной заработной платы, млн. руб.
Трубопроводчик линейный	9	20000	14000	10000	44 000	4,75
Слесарь – электрогазосварщик	4	25000	17500	12500	55 000	2,64
Оператор ТУ	8	25000	17500	12500	55 000	5,28
Слесарь-ремонтник НПО	5	20000	14000	10000	44 000	2,64
Итого:	35	х	х	х	х	24,82

Размер отчислений на страховые взносы принят в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 № 212-ФЗ, в редакции с 29.12.2015 года.

Амортизационные отчисления рассчитаны линейным методом, в статье «амортизационные отчисления» отражена амортизация вновь вводимых основных производственных фондов, их расчет представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет годовых амортизационных отчислений по оборудованию.

№ п/п	Наименование	Стоимость без НДС, тыс. руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации , %	Сумма амортизацион- ных отчислений, тыс. руб.
1	Камера СОД	22986,44	15	6,6667	1540,091
2	Устройство предваритель- ного отбора газа	2759,5	20	5	137,975
3	Сепаратор НГС	874,4	20	5	43,72
4	Печь ПТБ	15640,2	10	10	1564,02
5	Трехфазный сепаратор ТФС	1694,8	20	5	84,74
6	Электродегидра- тор	13559,2	10	10	1355,92
7	Концевая сепарационная установка	1271,1	20	5	63,555
8	Узлы запорной арматуры с электроприводом	100347,2	25	4	4013,888
9	Прочее	120 021,30		5	6001,065
Итого:					14804,97

Затраты на текущий ремонт оборудования принимается в размере 5 % от стоимости оборудования.

Кроме этого, учтены плата за загрязнение окружающей среды, плата за землю.

Оценка эксплуатационных затрат проведена в динамике транспорта нефтяного флюида по элементам расходов, представляющих собой материальные и денежные затраты на транспорт товарной нефти.

Расчет эксплуатационных затрат на обслуживание трубопровода приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Годовые эксплуатационные затраты на обслуживание трубопровода

Эксплуатационные затраты	Сумма, млн. руб.
Фонд оплаты труда	27,01
Отчисления от ФОТ	8,10
Амортизация	14,81
Ремонтный фонд:	
- текущий	7,9
Прочие	120
Земельный налог	0,5
Плата за предельно-допустимые выбросы	15,6
Итого эксплуатационные расходы	193,92

5.3 Основные технико-экономические показатели

Финансирование проекта планируется осуществить за счет собственных средств акционеров.

Основные технико-экономические показатели проекта приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Основные технико-экономические показатели строительства пункта подготовки нефти

Наименование показателей	Единица измерения	Показатель
Мощность УПН по жидкости	млн.т /год	15,1
Количество кустовых площадок	шт	7

Суммарная протяженность нефтесборных трубопроводов	км	26,5
Диаметр нефтесборных трубопроводов	мм	от 100 до 650
Численность обслуживающего персонала	чел.	35
Капитальные вложения в объекты производственного назначения		

Окончание таблицы 17

Наименование показателей	Единица измерения	Показатель
(в текущих ценах, с НДС), всего:	млн. руб.	1377,3
(в текущих ценах, без НДС), всего:	млн. руб.	1167,22
в том числе:		
- по сметному расчету	млн. руб.	558,72
- стоимость оборудования	млн. руб.	414,58
Годовые эксплуатационные расходы	млн. руб.	193,92

Проект строительства пункта подготовки нефти на Лодочном месторождении является социально значимым, призван увеличить добычу Ванкорского кластера.

6 Безопасность жизнедеятельности

В деятельности ПАО «НК «Роснефть» одним из приоритетных направлений является обеспечение безопасности труда и здоровья рабочего персонала.

Ключевую роль в данном вопросе составляет безукоризненное выполнение персоналом и подрядными организациями требований охраны труда и промышленной безопасности.

Деятельность компании в области промышленной безопасности и охраны труда осуществляется с соблюдением следующих основных принципов:

- приоритетность жизни и здоровья людей по отношению к результату производственной деятельности;
- ответственность каждого работника компании и подрядных организаций за свою собственную безопасность и безопасность окружающих их людей, а также право вмешиваться, когда работа выполняется небезопасно;
- вовлечение всех работников компании в деятельность по снижению производственного травматизма, рисков возникновения взрывопожароопасных и аварийных ситуаций, а также заболеваний людей;
- приоритетность предупреждающих мер перед мерами, направленными на локализацию и ликвидацию последствий происшествий.

6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Работы производятся на открытой местности, освещение естественное и искусственное прожекторными мачтами.

Наиболее опасные места на УПН:

- устройство предварительного отбора газа;
- площадка входной ступени сепарации;

- площадка печей подогрева ПТБ;
- площадка электрокоагуляторов [10].

В таблице 18 представлены данные о фактическом состоянии условий труда на рабочей площадке.

Таблица 18 – Фактическое состояние условий труда на рабочей площадке

№ п/п	Код фактора	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДК _{ср} , допустимый уровень	Дата проведенного измерения	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	класс условий труда, степень вредности и опасности	продолжительность воздействия
1	5.00	Тяжесть трудового процесса		10.06.2016		-	3.1	1
2	5.00	Напряженность трудового процесса		10.06.2016		-	2	1
3	4.50	Шум, дБА	80	10.06.2016	62	-	3.2	1
4	4.62	Температура, °С	15 ... 22	10.06.2016	22,4	-	2	1
5	4.64	Влажность, %	15 ... 75	10.06.2016	64	-	2	1
6	4.63	Скорость движения воздуха, м/с	10	10.06.2016	2-4	-	2	1
7	4.68	Освещенность, лк	300	10.06.2016	70	80	2	0,5
8	4.67	КЕО, %	0,6	10.06.2016	0,6	-	2	0,5
9	4.66	ТНС, °С	19,5 ... 23,9	10.06.2016	17,8	-	2	0,8
10	4.65	Тепловое излучение, Вт/см ²	140	10.06.2016	1272	-	3.1	0,8
11	2.00	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	300	10.06.2016	0 ... 50	-	2	1

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования.

Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [11].

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Климат Туруханского муниципального района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной зимой и умеренно теплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 °С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57.

Оборудование установки предварительной подготовки нефти находится на открытой площадке.

В холодный период года операторы технологических установок подвергаются воздействию климатических факторов, поддержание оптимальных параметров температурного режима происходит с помощью системы электрического отопления. В зданиях и помещениях поддерживается температура 14 ... 20 °С.

Для обеспечения оптимального теплового баланса организма в холодный период года рабочие обеспечиваются теплой одеждой и специальными помещениями для обогрева (или охлаждения в теплый период года).

Для нормализации воздушной среды и защиты от воздействия химических факторов в помещении насосных предусмотрена общеобменная приточная вентиляция.

Техническое обслуживание и наблюдение за промышленными трубопроводами и сооружениями на трассе предусматривается с использованием подъездных дорог и вдоль трассовых проездов, с применением высоко проходимой техники и воздушного транспорта. Поскольку проектируемый объект находится в северной климатической зоне, поэтому в холодный период года предусмотрены перерывы в работе персонала и пункты обогрева, располагаемые у мест установки задвижек [12].

6.3 Санитарные требования к помещению операторной и размещению оборудования

Микроклимат в помещении – это сочетание таких факторов, как температура, влажность и скорость движения воздуха.

Для поддержания в операторной оптимальных значений температуры и др. в холодное время используется водяное отопление, в тёплое время – кондиционирование воздуха [13].

В таблице 19 изложены параметры микроклимата, которые поддерживаются при работе операторной, а также оптимальные и допустимые параметры.

Таблица 19 – Параметры микроклимата в операторной

Параметр	Текущее состояние	Оптимальное состояние	Допустимое состояние
----------	-------------------	-----------------------	----------------------

Температура, °С	22	21 ... 23	24
Относительная влажность, %	55	40 ... 60	75

Окончание таблицы 19

Параметр	Текущее состояние	Оптимальное состояние	Допустимое состояние
Скорость движения воздуха, м/с	0,1	0,1	0,2

Как видно из таблицы, параметры микроклимата операторной соответствуют всем нормам.

Рациональное освещение помещений и рабочих мест – один из важнейших элементов благоприятных условий труда. При правильном освещении повышается производительность труда, улучшаются условия безопасности, снижается утомляемость.

Для освещения операторной используют естественный свет и свет от источников искусственного освещения [14].

Естественное освещение предусматривается, как правило, для помещений с постоянным пребыванием людей. При естественном освещении следует избегать попадания прямых солнечных лучей, особенно на рабочие поверхности пультов и щитов.

Искусственное освещение предусматривается в помещениях, в которых недостаточно естественного света, или для освещения в часы суток, когда естественная освещенность отсутствует [15].

Так как помещение операторной используется в ночное время суток, далее будет произведен расчет искусственного освещения.

На производстве в помещениях управления используется совмещенное освещение, включающее естественный и искусственный свет. Для освещения помещения применяют лампы накаливания. Согласно СНиП 23-05 – 95 для

работ средней точности при среднем контрасте и среднем фоне, при одном общем освещении, освещенность рабочего места люминесцентными лампами принята равной $E_H = 300$ лк [16].

Световой поток одной лампы находится по формуле:

$$\Phi_{\text{л}} = \frac{E_H \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{n \cdot N}, \quad (5.1)$$

где $\Phi_{\text{л}}$ – необходимый световой поток лампы, лм;

E_H – нормативная минимальная освещённость, лк;

S – площадь освещения, м^2 ;

K_3 – коэффициент запаса светильников;

Z – коэффициент минимальной освещённости, $Z = 1,1$;

n – коэффициент использования светового потока;

N – количество ламп в помещении.

$$\Phi_{\text{л}} = \frac{300 \cdot 32 \cdot 1,3 \cdot 1,1}{0,53 \cdot 4} = 5068,5 \text{ лм}$$

Коэффициент светового потока вычисляется по следующим данным:

- коэффициент отражения потолка $\rho_{\text{п}} = 70 \%$;

- коэффициент отражения от стен $\rho_{\text{с}} = 50 \%$;

- коэффициент отражения от пола $\rho_{\text{пол}} = 10 \%$;

Количество ламп в помещении:

$$N = \frac{S}{L^2}, \quad (5.2)$$

где S – площадь освещения, м^2 ;
 L – расстояние между светильниками, м.

$$N = \frac{32}{2,87^2} = 4$$

Расстояние между светильниками:

$$L = 1,4 \cdot h, \quad (5.3)$$

где h – высота подвеса светильника, м;

$$L = 1,4 \cdot 2,05 = 2,87 \text{ м}.$$

Высота подвеса светильника считается по формуле:

$$h = H - h_{\text{кр}} - h_{\text{р}}, \quad (5.4)$$

где H – высота помещения, м;

$h_{\text{кр}}$ – расстояние от потолка до нижней кромки светильника, м;

$h_{\text{р}}$ – высота рабочей поверхности от пола, м.

$$h = 3 - 0,25 - 0,7 = 2,05 \text{ м}.$$

Находим индекс помещения:

$$I = \frac{S}{h \cdot (a + b)}, \quad (5.5)$$

где a – длина операторной, м;
 b – ширина операторной, м.

$$I = \frac{32}{2,05 \cdot (8 + 4)} = 1,3.$$

Выбираем лампы ЛТБ 80, мощностью 80 Вт.

Уточняем необходимое количество ламп данного типа:

$$N_{\text{ут}} = \frac{N \cdot \Phi_{\text{л}}}{\Phi}, \quad (5.6)$$

где Φ – световой поток выбранной лампы, равный 5200 лм.

$$N_{\text{ут}} = \frac{4 \cdot 5068,5}{5200} = 3,89 \approx 4$$

Выбираем светильник типа ОД (2x80). Длина 1,53 м, ширина 0,26 м, высота 0,19 м.

Находим расстояние от крайних светильников до стены:

$$I_{\text{с}} = \frac{L}{3}, \quad (5.7)$$

где L – расстояние между соседними светильниками, м.

$$I_{\text{с}} = \frac{2,87}{3} = 0,95 \text{ м}.$$

Для освещения операторной будет достаточно 4 светильников. Располагаем их соответственно произведенным расчетам. В итоге получается два ряда, по два светильника в каждом. Общий поток от светильников составляет 10400 лм. Расположение ламп освещения изображено на рисунке 12.

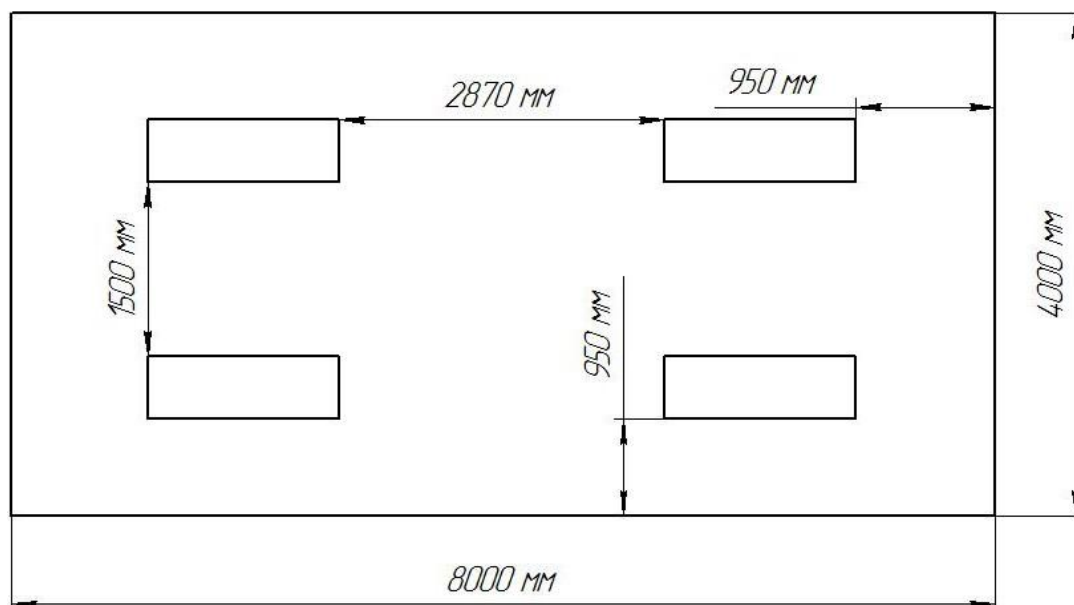


Рисунок 12 – Схема расположения освещения операторной

6.4 Обеспечение пожарной безопасности

УПН по пожароопасности относится к категории А. По классификации взрывоопасных зон к классу В-1г [19]. Критическими значениями параметров на установке предварительной подготовки нефти являются расчетные давление и температура. Превышение этих параметров может привести к разгерметизации аппаратов и выбросу горячих сред в атмосферу [20].

Таблица 20 – Характеристика взрывопожароопасности и токсичности применяемых веществ

Наименование	Класс опасности	Температура, °С	Концентрационный предел воспламенения, % объемн.	ПДК в воздухе рабочей зоны производ-
--------------	-----------------	-----------------	--	--------------------------------------

		Вспыш- ки	Воспламе- нения	Самовос- пламене- ния	Ниж- ний пре- дел	Верх- ний пре- дел	ственных помещений, мг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8
Нефть	3	+15...29	-	200...300	1,4	7,4	10
Нефтяно й газ	4		-	535	4,5	15	300 (пар)
Деэмуль- гатор СНПХ- 4315Д	4	28	30	423			5 (по метанолу) 50 (по толуолу)
Ингибит ор коррози и СНПХ- 1004	3	23	-	320	-	-	10 (по растворителю)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирован
Исходя из часовой производительности по жидкости и газу было подобрано об

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

НГКМ	– нефтегазоконденсатное месторождение
ДНС	– дожимная насосная станция
ЦПС	– центральный пункт сбора
УПН	– установка подготовки нефти
УПСВ	– установка предварительного сброса воды
УПОГ	– устройство предварительного отбора газа
ВНЭ	– водонефтяная эмульсия
НГС	– нефтегазовый сепаратор
ПТБ	– печь трубчатая блочная
ТФС	– трехфазный сепаратор
НПЗ	– нефтеперерабатывающий завод
КСУ	– концевая сепарационная установка
СМР	– строительно-монтажные работы
СНСП	– страхование от несчастных случаев на производстве
НДС	– налог на добавленную стоимость
ПДК	– предельно допустимая концентрация

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Медведев, В. Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промысле учебник / В. Ф. Медведев. – Москва : Недра, 1987. – 144 с.
- 2 Лутошкин, Г. С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учеб. пособие для вузов / Г. С. Лутошкин, И. И. Дунюшкин. – Москва : ООО ТИД «Альянс», 2005. – 135 с.
- 3 ВНТП 3–85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. – Введ. 01.03.1986. – Москва : Гипровостокнефть, 1986. – 110 с.
- 4 СП 34-116–97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов. – Введ. 01.04.1998. – Москва : ООО ВНИИГАЗ, 1998. – 206 с.
- 5 Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов В.А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: ООО "Недра- Бизнесцентр", 2000. — 677 с: ил.
- 6 Кузнецов А.А., Кагерманов С.М., Судаков Е.Н. Расчеты процессов и аппаратов нефтеперерабатывающей промышленности. Изд. 2-е, пер. и доп. Л., «Химия», 1974. - 344 с.
- 7 Экономическая теория/ Серия «Учебники, учебные пособия». – Ростов н/Д: «Феникс», 2002. – 704 с.
- 8 Экономика предприятия: Учебник для вузов [Текст] / В.Я. Горфинкель, В.А. Швандар [и др.]. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЮНИТИ – ДАНА , 2001. – 718 с.
- 9 Экономика предприятия: Учеб. пособие [Текст] / И.В. Сергеев [и др.] – М. Финансы и статистика, 2003. – 304 с.
- 10 Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалифи-

кационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусяченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016

11 ТОО Р-112-30-96 Типовая инструкция по охране труда для линейного трубопроводчика. – Введ. 14.06.1996.

12 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. - С- Пб.: типография «Авангард», 2003- 38 с.

13 СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. - М.;Госкомсанэпиднадзор России, 2001.-25с.

14 СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование /Госстрой России.- М: ГУП ЦПП, 2003.-70 с.

15 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Утвержден и введен в действие Приказом МЧС России от 25 марта 2009 г. № 182. – М.: 2009г. – 17 с.

16 ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

17 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

18 ПБ 08-624 – 03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. (утв. постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г.).25 с.

19 ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.

20 СНиП 23-05-2003 Естественное и искусственное освещение./ Госстрой России. - М: ГУП ЦПП. 2003.- 50 с.